海底管道整体屈曲的枕木-浮力耦合法研究

刘　润，李青欣，李成凤，郝心童

(天津大学 水利工程仿真与安全国家重点实验室，天津 300072)

摘要：不埋海底管道在高温高压作用下，易发生水平向整体屈曲。实际工程中，常通过在管道路由上设置整体屈曲触发装置，实现对水平向整体屈曲的有效控制，其中以枕木法的成功应用最为多见。本文分析了枕木法的主要影响因素并验证了采用枕木法会出现管道屈曲段应力集中的现象，对比了枕木法、分布浮力法和枕木-浮力耦合法对管道整体屈曲变形规律的影响，采用数值模拟方法系统研究了枕木及浮力参数对管道水平向屈曲和后屈曲的影响规律。研究表明，在枕木两侧设置浮力段的人工触发装置可有效触发管道整体屈曲，同时促使管道虚拟锚固点间轴力的释放，降低了管道中屈曲段的应力，相较枕木法，枕木-浮力耦合法可将管道中的最大应力降低23%。

关键词：海底管道；水平向整体屈曲；数值模拟；枕木-浮力耦合法

中图分类号：TE58　　**文献标识码**：A　　**文章编号**：1000-3096(2021)02-0106-13

DOI: 10.11759/hykx20200622001

海底管道是深海油气资源开采与输送中不可或缺的组成部分，出于成本及技术难度考虑，深海油气输送管道一般直接铺设在海床上。不埋管道所受水平向土抗力较小，在高温高压作用下，会发生水平向整体屈曲，如果不加以控制，会严重威胁管道的安全运营。但是，如果管道水平向整体屈曲的幅值较小时，整体屈曲不但不会对管道系统安全构成威胁，而且有助于释放管道内的轴向应力。因此，在海底管道系统的设计中，通常会选择管道路由上环境条件较好的区域，设置整体屈曲触发装置，诱导管道在预设管段发生人为可控的整体屈曲[1]。目前工程中采用的人工触发方法包括蛇形铺管法、分布浮力法和枕木法[2]。其中枕木法是指在管道路由的特定位置设置枕木或管垫，使管道在枕木或管垫的位置形成竖直向缺陷和悬跨段，激发管道在温压联合作用下发生竖直向并随即转化为水平向的整体屈曲[3]。枕木法已在多个工程项目中得到成功应用[4-5]。在Sinclair 等[2]给出的九条采用枕木法触发管道整体屈曲的工程实测数据中，八条管道成功在预设位置被触发产生水平向整体屈曲，表明枕木法触发管道整体屈曲的可靠度较高。

自 2001 年以来，国内外一些学者采用理论分析、有限元模拟或模型试验等方法对单枕木法进行了研究。2014 年，施若苇[6]推导了触发管道水平向屈曲所需枕木高度的解析解，并对枕木法触发管道水平向屈曲进行了数值模拟，研究表明海床侧向刚度对枕木高度的取值有很大影响。2015 年，张宗峰[7]基于西非某工程分析了影响枕木防护法的敏感因素。研究表明，枕木高度增大、管道初始水平向位移增大、单枕木间距增大均可降低管道的临界屈曲荷载。2018 年，Wang 等[8-9]针对铺设枕木的裸铺管道，采用能量分析法分别推导了一阶模态和三阶模态水平向屈曲时的解析解，指出在实际工程中相较一阶模态的整体屈曲三阶模态整体屈曲更易发生。2008 年，Silva-Junior 等[10]详细介绍了使用模型试验测试管道在枕木法和分布浮力法单独作用下发生整体屈曲的试验装置设计、数据采集以及仪器测试结果和图像结果，测试结果表明，在单枕木作用下，管道屈曲段幅值更小且曲率较大、弯矩较高。

然而近年来，随着管道运行温度的增加，简单的屈曲触发装置越来越难以达到设计要求，在高压高温条件下，通常需要采用更为复杂的方法触发管道发生整体屈曲并满足极限状态下的稳定性[2]。2009 年，Bai[11]采用有限元分析法，讨论了双枕木结

收稿日期：2020-06-22；修回日期：2020-11-15

基金项目：国家自然科学基金面上项目(51679162)；天津市自然基金项目(17JCZDJC39900)

[Foundation: National Natural Science Foundation of China, No. 51679162; the National Science Foundation of Tianjin, No. 17JCZDJC39900]

作者简介：刘润(1974-)，教授，博士生导师，主要从事结构物与土的相互作用研究，电话：022-27404207, E-mail: liurun@tju.edu.cn

构作为管道整体屈曲诱发装置的可行性，认为与单枕木法对比，双枕木法能降低管道整体屈曲的应力应变范围。2009 年，Carneiro[12]概述了巴西利亚北部海岸圣埃斯普利托盆地的两条输油管道的整体屈曲防护方案，由于使用单枕木法不能满足设计要求，该项目采用间隔 1.3~2.0 km 的双枕木法作为屈曲触发装置，并取得较好的效果。2013 年，Reddy[13]利用有限元模型研究了蛇形铺管-枕木组合控制法的水平向屈曲特性，研究发现此方法可以确保在较大的弯曲半径下激发水平向整体屈曲。

人工触发管道发生整体屈曲设计的关键在于，不仅要确保管道在拟定位置发生整体屈曲，而且要确保管道发生整体屈曲后不产生破坏。2010 年，刘羽霄[14]指出若单纯地采用枕木法激发管道的水平向屈曲，管道后屈曲的应力较大。与之类似，Silva-Junior[10]通过模型试验发现相较其他触发整体屈曲的方法，枕木法触发管道形成的屈曲段曲率及弯矩更大。由此可见，管道屈曲段应力集中是采用枕木法防控管道整体屈曲时尚未解决的问题。针对该问题，大普鲁托尼奥油田工程在采用枕木法触发管道整体屈曲的设计中，通过在枕木两侧增加管道绝缘涂层厚度的方法，增加了管道的局部浮力，从而实现了降低管道屈曲段局部应力的目的。且管道运营期间的检测结果显示该种方法在有效激发管道整体屈曲的同时使管道的屈曲变形达到了设计要求[5]。

该工程的成功实践说明，枕木-浮力耦合法是解决枕木法触发管道整体屈曲时管道应力集中问题的有效手段。因此，本文首先验证了采用枕木法导致管道屈曲段出现应力集中的现象，而后采用数值模拟方法对枕木-浮力耦合法进行了系统研究，揭示了枕木及浮力参数影响管道整体屈曲防护效果的规律性，提出了枕木-浮力耦合法触发管道屈曲的优化方案。

1 枕木法导致的管道内应力集中现象

1.1 管道内的应力集中现象

为研究枕木法导致的管道内应力集中现象，基于 ABAQUS 软件建立枕木诱发管道发生整体屈曲的有限元模型，对枕木高度 H 及管道-枕木间的摩擦系数 μ 进行参数敏感性分析，建立的有限元模型如图 1 所示。

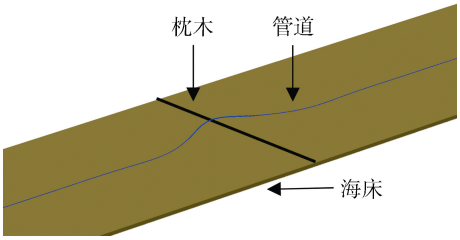


图 1　有限元模型
Fig. 1　Finite element model

有限元模型中，管道采用梁单元，单元类型为 PIPE31；对于裸铺在海床上的管道，海床的竖向刚度远远大于水平向刚度，因此海床用平坦的刚性体来模拟，单元类型为 R3D4，施加六自由度固定约束，以保证海床自身无法运动；枕木高度选取 0.647 8 m，采用刚性单元模拟，单元类型为 R3D4，并对枕木进行六自由度固定约束。管道与海床及枕木间的相互作用均采用库伦摩擦模型模拟，接触类型为“硬接触”，摩擦系数分别为 0.5 和 0.1。基于模态分析结果引入管道初始缺陷，初始缺陷波长为 50 m、幅值为 0.3 m，设计温差为 93℃，具体参数见表 1。

分别对铺设枕木与未铺设枕木的管道建立模型并计算，管道在发生水平向整体屈曲后沿程应力分布如图 2 所示。

表 1　管道参数表
Tab. 1　Pipeline parameters

管道长度/m	管道外径/m	管道壁厚/m	钢材密度/(kg/m^3)	管道膨胀系数/℃	弹性模量/Pa	泊松比
2 000	0.323 9	0.012 7	7 850	1.1×10^{-5}	2.06×10^{11}	0.3

由图 2 可知，管道在发生水平向整体屈曲后，管道沿程应力最大值位于中点处。当未设置屈曲触发装置时，管道内的最大应力为 325.26 MPa；设置枕木后管道内的最大应力为 364.62 MPa，增长了 10.79%，验证了枕木法触发管道整体屈曲会造成管道应力集中问题。

1.2 计算方法和结果的验证

为验证上述计算方法和结果的可靠性，将数值模拟计算结果与西非海域安哥拉油田 18 区块 GTP 油田 LPS1 管道的工程监测数据[7]进行对比。该工程中管道外径为 0.323 9 m，厚度为 0.019 1 m，全长为 7 400 m。为控制管道的整体屈曲变形，分别在管道路

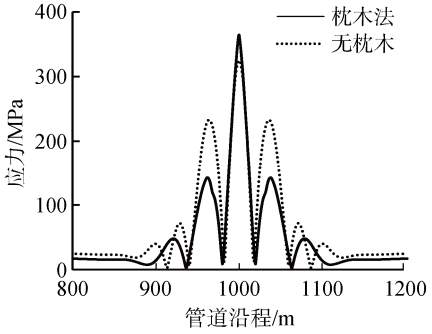


图 2　铺设枕木与未铺设枕木的管道整体屈曲计算结果图

Fig. 2　Calculation results of the global buckling of pipelines with and without sleepers

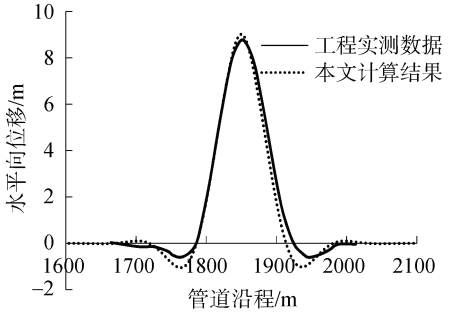


图 3　工程实测数据与数值计算结果对比

Fig. 3　Comparison of engineering measured data and numerical calculation results

由的 BIPS1 和 BIPS2 段设置一处单枕木作为屈曲触发装置，其中枕木高度为 1 m。基于上述参数建立单枕木触发管道屈曲的有限元模型，并与管道运营后的调查监测数据进行对比，如图 3 所示。

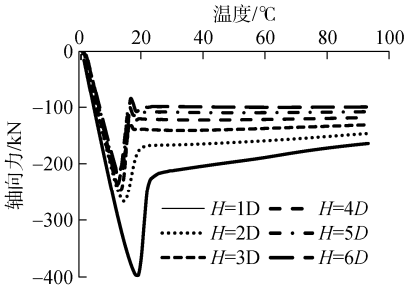
由图 3 可知，本文使用的数值计算方法计算得到的屈曲段管道正向位移与工程监测结果基本相等，计算所得的负向屈曲幅值略大于实际监测数据，但差异较小。且本文所使用的数值计算方法能够成功模拟实际工程中管道出现的三个拱起段，计算所得的屈曲波长与实际工程监测数据也较为接近。因此使用本文所述计算方法模拟管道水平向整体屈曲是可靠的。

1.3　影响管道内应力集中现象的因素

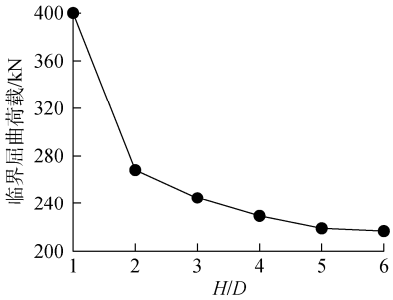
已有的研究表明，枕木高度 H 管道-枕木间的摩擦系数 μ 是影响枕木防护效果的主要因素[2]，因此，基于 ABAQUS 软件建立有限元模型，探究枕木高度 H、管道-枕木间的摩擦系数 μ 对管道应力集中现象的影响。

1.3.1　枕木高度

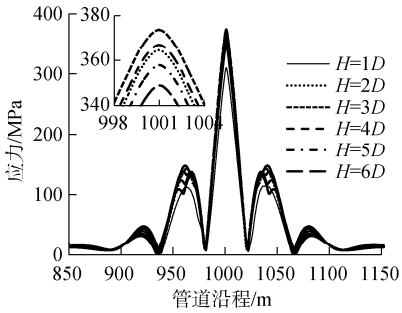
分别取枕木高度 H 为 1D、2D、3D、4D、5D 和 6D 进行建模计算，其中 D 为管道外径。管道的临界屈曲荷载及管道发生整体屈曲后的应力分布如图 4 所示。



(a) 管道中点轴力-温度曲线



(b) 临界屈曲荷载



(c) 应力分布图

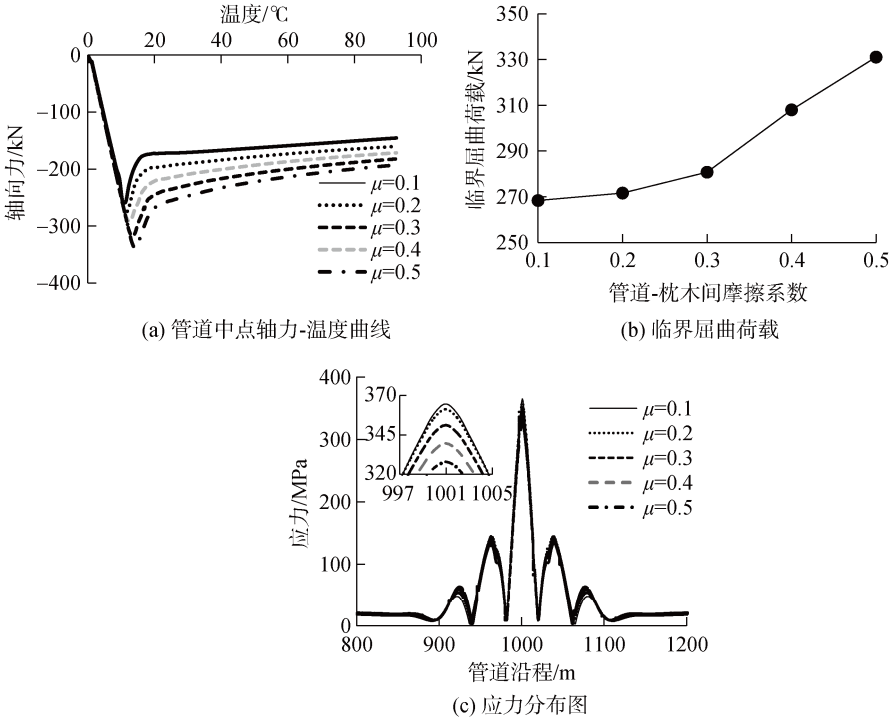
图 4　不同枕木高度下管道整体屈曲计算结果图

Fig. 4　Calculation results of the global buckling of pipelines under different sleeper heights

如图 4(a)所示，随温度升高，管道中点的轴向力呈增大趋势，当达到临界屈曲荷载时，管道发生水平向整体屈曲，轴向力逐渐下降并趋于稳定。为详细分析枕木高度对管道临界屈曲荷载的影响，提取不同枕木高度下管道的临界屈曲荷载如图 4(b)所示。从图 4(b)可以看出，随着枕木高度的增加，管道临界屈曲荷载逐渐减小，且减小的趋势逐渐变缓，表明增加枕木高度易触发管道发生整体屈曲，但其作用强度随枕木高度增加而降低。由图 4(c)可知，管道的最大应力随枕木高度增加表现为先增大后减小的趋势，在枕木高度为 1*D* 时最小，但由于枕木高度为 1*D* 时对应的临界屈曲荷载过大，不能保证管道在预设位置被触发，因此需继续提高枕木高度。当枕木高度在 2*D*-6*D* 时，管道沿程最大应力变化率仅为 6.7%。由此可见，增大枕木高度可增加触发管道发生整体屈曲的可靠性，但对降低管道屈曲段应力效果不明显。

1.3.2 管道-枕木摩擦系数

分别取管-枕摩擦系数 μ 为 0.1、0.2、0.3、0.4 和 0.5 进行建模计算。管道的临界屈曲荷载及管道发生整体屈曲后的沿程应力分布如图 5 所示。



(a) 管道中点轴力-温度曲线

(b) 临界屈曲荷载

(c) 应力分布图

图 5 不同管道-枕木摩擦系数下管道整体屈曲计算结果

Fig. 5 Calculation results of the global buckling of pipelines under different pipeline-sleeper friction coefficients

图 5(a)中，随管-枕摩擦系数变化，管道中点轴向力的变化趋势大致相同。为准确分析管道-枕木间摩擦系数对管道临界屈曲荷载的影响，提取管道临界屈曲荷载随摩擦系数变化曲线如图 5(b)所示。由图 5(b)可知，随着管道-枕木摩擦系数的降低，临界屈曲荷载逐渐减小，即管道枕木间接触面越光滑，管道越易在预设位置发生整体屈曲。由图 5(c)可知，管道沿程应力在中点处取得最大值，且随管道-枕木摩擦系数降低，最大应力逐渐增加。

在实际工程中，为确保枕木触发管道屈曲的可靠性，通常需要采取提高枕木高度、降低管道-枕木间摩擦系数的工程措施[3]。上述分析验证了提高枕木高度、降低管道-枕木间摩擦系数对于降低临界屈曲荷载的有效性。但是，提高枕木高度对于管道中点应力影响较小，同时会增加管道悬跨段长度，提高管道发生涡激振动的风险；而降低管道-枕木间摩擦系数增大了管道沿程最大应力，无法解决屈曲段管道应力集中的问题。

2 多种管道屈曲防护措施对比与优选

管道屈曲防护措施的设计关键在于，不仅要确保管道在预定位置发生整体屈曲，而且要确保管道发生整体屈曲后不产生破坏。为选取管道屈曲防护的最优措施，基于 ABAQUS 建立了枕木法、分布浮

力法及枕木-浮力耦合法触发管道整体屈曲的有限元模型，并进行对比研究。其中，枕木高度取 0.6478 m，管道-枕木摩擦系数为 0.1；浮力段长度为 100 m，重力比为 60%。有限元模型的其他参数与 1.1 节相同。分别建立枕木法、分布浮力法及枕木-浮力耦合法作用的管道模型，对比不同防护措施下管道发生整体屈曲的临界屈曲荷载，如图 6 所示。

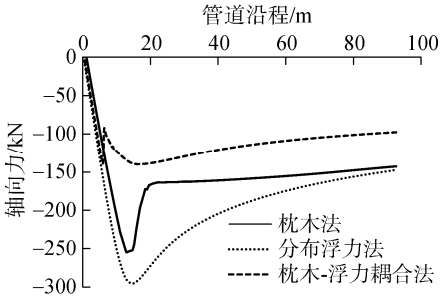


图 6　不同防护措施下管道的临界屈曲荷载

Fig. 6　Critical buckling load of pipelines under different protective measures

由图 6 可知，随着温度升高，管道中点处的轴向力逐渐增大，当轴向力增大至临界屈曲荷载时，管道发生水平向屈曲释放内部轴力，管道内部轴力有所下降。枕木法、分布浮力法及枕木-浮力耦合法对应的临界屈曲荷载分别为 268.16 kN、295.94 kN 及 136.43 kN。相比其他两种防护措施，枕木-浮力耦合法触发下管道的临界屈曲荷载更低，因而更易激发管道的水平向整体屈曲，提高海底管道在预设位置发生整体屈曲的可靠度，且枕木-浮力耦合法触发下管道屈曲后的轴向力也最小。

对管道在三种方法作用下发生水平向整体屈曲后的管道沿程应力进行对比，对比结果如图 7 所示。

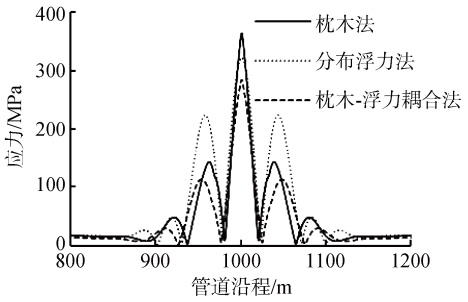


图 7　不同防护措施触发管道整体屈曲后的应力分布图

Fig. 7　Stress distribution diagram of the buckling pipelines after being triggered by different protective measures

由图 7 可知，在枕木和分布浮力法单独触发下，管道沿程应力的最大值分别为 363.27 MPa、320.19 MPa，而在枕木-浮力耦合作用下，最大值为 279.78 MPa，相较枕木法和分布浮力法，分别降低了 22.98%和 12.62%，表明枕木-浮力耦合法可以更好的控制管道后屈曲的应力水平，提高管道在发生水平向整体屈曲后的安全性。

管道在分布浮力法、枕木法、枕木-浮力耦合法作用下屈曲后水平向位移沿管道分布如图 8 所示。

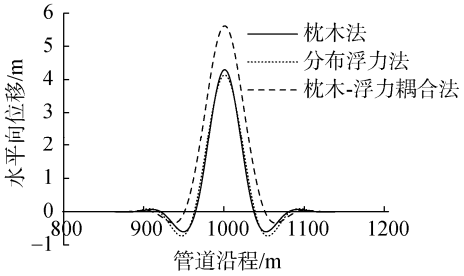


图 8　不同防护措施触发管道整体屈曲的水平向位移分布图

Fig. 8　Lateral displacement of the buckling pipelines after being triggered by different protective measures

由图 8 可知，当在枕木两侧管道施加浮力后，屈曲后管道正向位移幅值显著增加，负向位移幅值减小。但是，如果管道屈曲幅值过大会威胁管道的安全，影响管道系统的正常运作。因此，依据失效判断的评估标准[15]对枕木法、分布浮力法和枕木-浮力耦合法作用下发生整体屈曲的管道进行分析，判断管道屈曲后是否会产生破坏。

内力判断标准依照管道截面处的轴力与弯矩的组合进行验算：

$$\theta=\left\{\gamma_m\cdot\gamma_{sc}\cdot\frac{|M_{sd}|}{\alpha_c\cdot M_p(t_2)}+\left\{\frac{\gamma_m\cdot\gamma_{sc}\cdot S_{sd}(p_i)}{\alpha_c\cdot S_p(t_2)}\right\}^2\right\}^2\leqslant 1$$

其中，γ_m 为材料系数，γ_{sc} 为安全系数，α_c 为屈服应力参数，M_{sd} 为设计弯矩，M_p 是等效屈服弯矩，S_{sd} 为设计有效轴向力，S_p 是等效屈服力，p_i 为内部压力，t_2 为管道壁厚，θ 为破坏参数，若满足 $\theta\leqslant 1$，管道为失效，且当 θ 越小，管道的安全性越高。

管道在不同防护方法下的破坏参数计算结果如表 2 所示。

按照内力计算结果，三种防护方法对应的破坏参数均小于 1，且枕木-浮力耦合法的破坏参数小于枕木法和分布浮力法计算所得的破坏参数。表明在三种防护措施的触发下管道发生整体屈曲后均未破坏，且相比其他两种方法，枕木-浮力耦合法具有更高的安全性。

表 2　不同防护方法下破坏参数 θ

Tab. 2　Destruction parameter θ under different protection methods

防护方法	截面	弯矩/(kN·m)	轴力/kN	应力/MPa	总应变/10^{-3}	破坏参数 θ
分布浮力法	中点	320.89	148.94	320.19	2.45	0.54
枕木法	中点	339.92	141.37	363.27	1.55	0.60
	最大应变	144.46	144.93	137.87	1.69	0.10
枕木-浮力耦合法	中点	262.69	97.16	279.77	1.43	0.35
	最大应变	111.89	98.39	107.91	1.55	0.07

综上所述，相较其他两种防护措施，枕木-浮力耦合法有效的降低了管道临界屈曲荷载，保证管道在设计位置发生水平向整体屈曲，且大幅降低了管道后屈曲的应力，提高了管道发生水平向屈曲后的安全性。依据内力判断标准对三种管道防护方法作用下的管道进行验算，验算表明枕木-浮力耦合法作用下屈曲后的管道未破坏，且安全性更高。

3　枕木-浮力耦合法参数敏感性分析

枕木-浮力耦合法的设计参数主要分为枕木参数和浮力段参数两类。其中，枕木参数包括管道-枕木摩擦系数、枕木高度及枕木间距，浮力段的设计参数包括浮力段长度、重力比、浮力段与枕木的相对位置。基于有限元模型对上述关键设计参数进行敏感性分析。

3.1　枕木参数

3.1.1　管道-枕木间的摩擦系数

分别取管道-枕木间的摩擦系数 μ 为 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5，其他参数同 2 节。枕木-浮力耦合法中不同管道-枕木间摩擦系数 μ 对于管道临界屈曲荷载、水平向位移分布、轴力和应力影响，如图 9 所示。

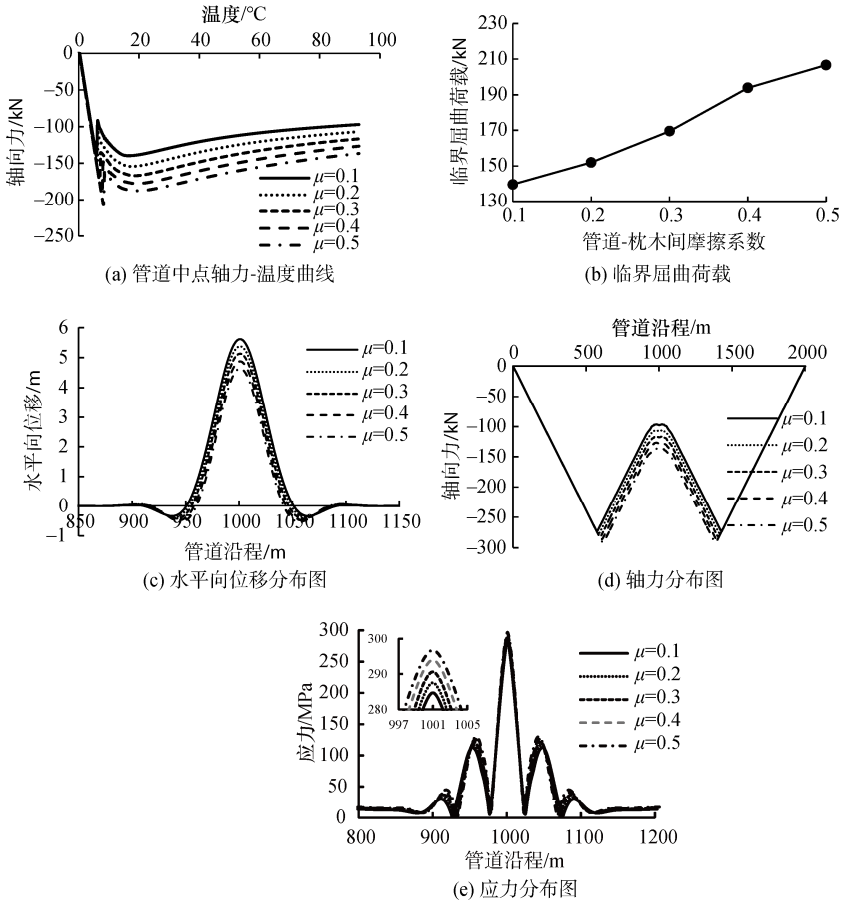


图 9　不同管-枕摩擦系数下管道发生整体屈曲结果图

Fig. 9　Results of the global buckling of the pipelines under different pipeline-sleeper friction coefficients

如图 9(a)和(b)所示，随着管道-枕木摩擦系数的增大，管道中点轴向力随温度变化的趋势较为一致，但管道的临界屈曲荷载不断增长，管道发生水平向屈曲后其轴向力也呈增大趋势。这表明管道-枕木间的接触面越光滑，管道越容易克服阻力发生整体屈曲变形。图 9(c)中，随着管道-枕木摩擦系数从 0.5 降低至 0.1，管道正向位移幅值减小了 0.98 m，负向位移幅值增长了 0.20 m。由此可见，降低管道-枕木间接触面的摩擦力可以促使管道正向屈曲的发展，图 9(d)和(e)中，随着管道-枕木间摩擦系数的降低，轴力释放程度不断增大，屈曲段管道轴力不断降低，其沿程应力在中点处取得最大值，且随摩擦系数降低呈现减小的趋势，但随摩擦系数的减小影响逐渐减小。综上所述，为确保管道在预设位置发生水平向屈曲，并控制后屈曲应力，应尽量选取较小的管道-枕木间摩擦系数。

3.1.2 枕木高度的影响

分别取枕木高度 H 为 1*D*, 2*D*, 3*D*, 4*D*, 5*D*, 6*D* 进行数值模拟，其他计算参数同 2 节。管道在枕木-浮力耦合法触发下发生水平向整体屈曲时的临界屈曲荷载及屈曲后的管道沿程水平向位移、轴力和应力分布如图 10 所示。

由图 10(a)、(b)可以看出，在枕木-浮力耦合法中，随着枕木高度增加，管道临界屈曲荷载减小且其变化程度逐渐减小，这表明枕木高度越大，管道越易被触发产生整体屈曲。如图 10(c)所示，枕木高度从 1*D* 增加至 6*D*，管道最大正向位移有所增加，这是由于枕木高度的增加，管道悬跨段变长，受到海床水平向土阻力的管段变短，因此正向屈曲幅值有所增加。图 10(d)中，增加枕木高度，屈曲段管道的轴向

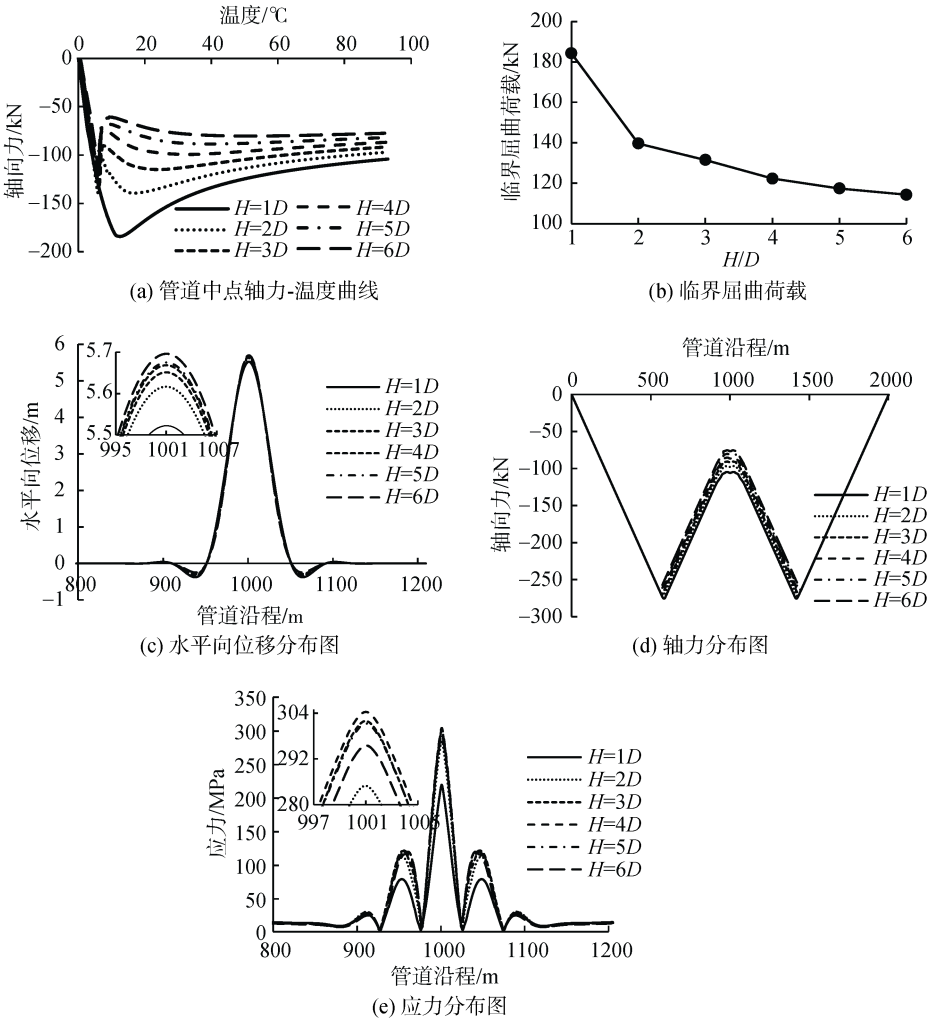


图 10　不同枕木高度下管道发生整体屈曲结果图

Fig. 10　Results of the global buckling of pipelines under different sleeper heights

力逐渐降低，这是由于增大枕木高度促使了虚拟锚固点之间的轴向力释放，从而降低屈曲段的轴向力。由图 10(e)可得，随枕木高度的增加，管道中最大应力呈现先增加后减小的趋势，在枕木高度为 4*D* 时达到最大值，当枕木高度 2*D* 至 6*D* 间变化时，管道中的最大应力变化率为 6.57%。

综上所述，在一定范围内增加枕木高度可有效降低管道临界屈曲荷载、增加正向屈曲幅值、降低屈曲段轴向力，但枕木作用并非随其高度增加而无限增大。且由于部分管道被枕木提升形成悬跨段，枕木高度越大，悬跨长度越长，管道就越可能发生涡激振动从而引发管道疲劳破坏、影响管道使用寿命。因此，结合以上分析结果，建议枕木高度取值为 2*D*。

3.1.3 枕木间距

枕木间距 S 决定屈曲发生位置，影响枕木法的实施效果。因此取枕木间距 S 为 216*D*、300*D*、400*D*、800*D*、1000*D*、1500*D*、2000*D*，其他计算参数同 2 节。管道在枕木-浮力耦合法触发下发生水平向整体屈曲时临界屈曲荷载，屈曲后的水平向位移分布、轴力和应力分布如图 11 所示。

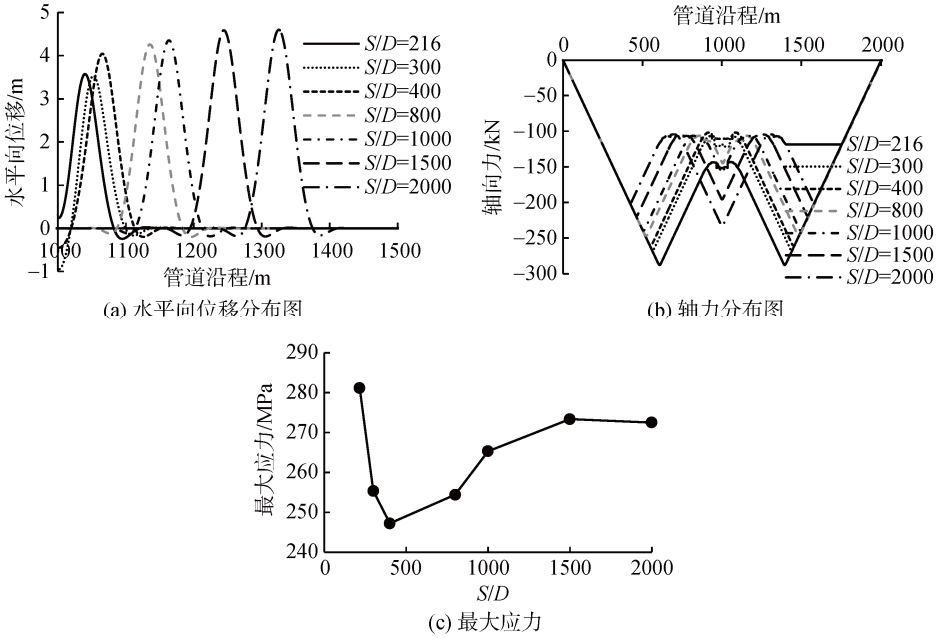


图 11　不同枕木间隔下管道发生整体屈曲结果图

Fig. 11　Results of the global buckling of pipelines under different sleeper spaces

图 11(a)中，管道的水平向位移关于管道中点对称分布，因此对管道中点右侧段进行研究。当枕木间距为 216*D*，300*D*，400*D* 时，双枕木下管道屈曲发生部分叠加，当枕木间距为 300*D* 时，管道的负向变形段叠加达到最大值为 0.88 m，屈曲叠加现象不利于控制枕木之间管道的整体屈曲变形，在设计时应尽量避免。当枕木间距为 800*D*，1000*D*，1500*D*，2000*D* 时，双枕木触发的屈曲并未发生叠加现象，始终保持各自独立，此时随着枕木间距的增加，正向屈曲幅值增大，且增大幅度逐渐减弱，最大达到 4.46 m。图 11(b)中，随枕木间距的增加，虚拟锚固点处的轴力逐渐减小，当双枕木下管道屈曲发生重叠时，管道中点处轴力随枕木间距增加逐渐减小；当双枕木诱发的屈曲不发生重叠时，管道中点处轴力随枕木间距增加而增大。由图 11(c)可知，随枕木间距增大，最大应力表现为先减小后增大的趋势，在枕木间距为 216*D* 时取得最大值，400*D* 时取得最小值。综上所述，依据上述计算结果，为防止屈曲叠加现象枕木铺设间距不应过小，同时枕木铺设间距不宜过大，否则会导致防护效果逐渐降低，且不能较好地控制双枕木之间管道的变形，因此，建议枕木间距在 800*D*~1000*D* 之间选取。

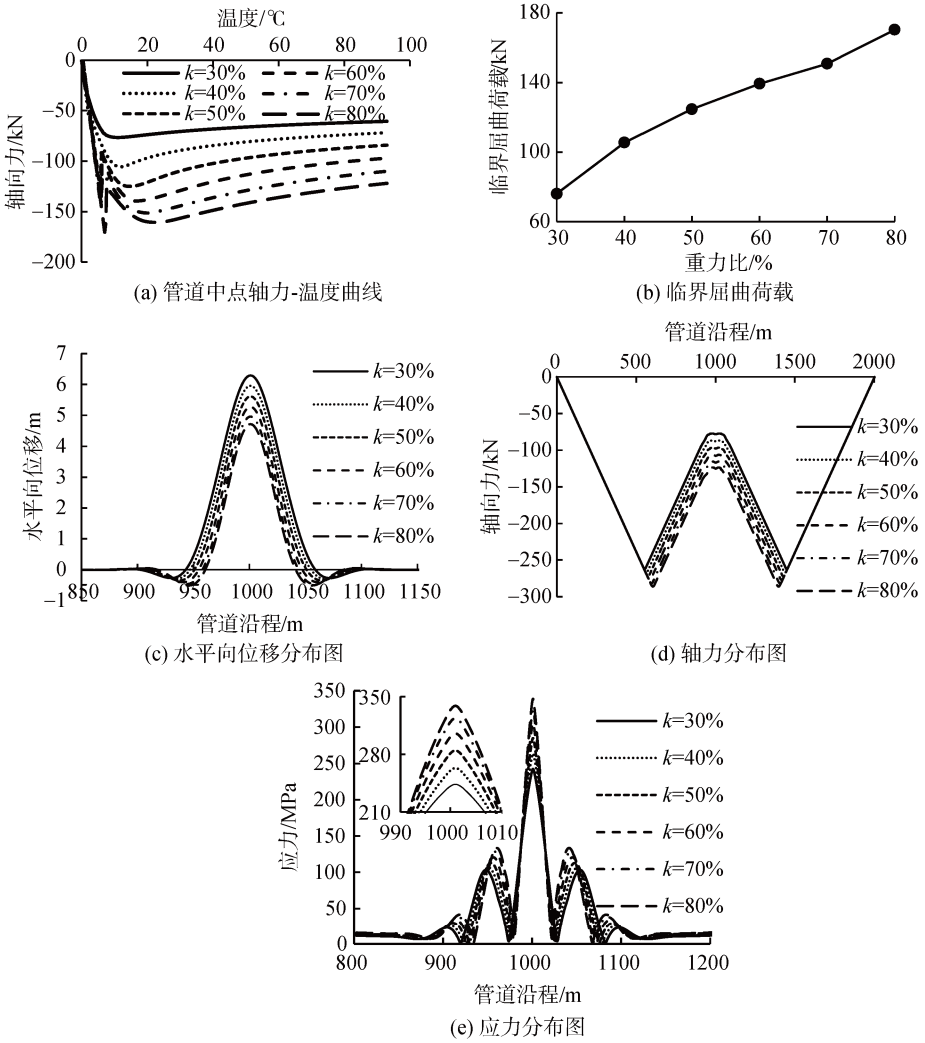
3.2 浮力段参数

3.2.1 浮力段重力比

取浮力段重力比 k 分别为 30%、40%、50%、60%、70%、80%进行数值模拟，其他计算参数同 2 节。管

道在枕木-浮力耦合法触发下发生水平向整体屈曲时临界屈曲荷载及发生屈曲后的水平向位移、轴力和应力分布，如图 12 所示。

由图 12(a)、(b)可以看出，随浮力块重力比的增大，管道的临界屈曲荷载逐渐增加，管道发生水平向屈曲后的轴向力呈上升趋势。这是由于施加的浮力越大，管道发生整体屈曲所需要克服的阻力越小，因而管道的临界屈曲荷载越小，管道越易被触发产生整体屈曲。图 12(c)中，增大浮力段浮力，正向屈曲幅值均匀增大，负向屈曲幅值逐渐减小，同时管道的屈曲波长有所增加。如图 12(d)和图 12(e)所示，当浮力段重力比减小时，管道轴力释放程度增加，屈曲段管道轴力和最大应力减小。综上所述，在较低重力比下，管道的临界屈曲荷载及屈曲段应力相对较低，但是过去的项目经验表明，在过小的重力比下，由于管道的热力输送，管道的浮力段会悬浮于海床上，从而形成自由悬跨段，增大管道涡激振动的风险。因此，为了提高管道系统运营期间的安全性，可以牺牲浮力段重力比的部分触发效果，选取浮力段的重力比为 60%。



(a) 管道中点轴力-温度曲线

(b) 临界屈曲荷载

(c) 水平向位移分布图

(d) 轴力分布图

(e) 应力分布图

图 12　不同浮力段重力比下管道发生整体屈曲结果图

Fig. 12　Results of the global buckling of the pipelines under different gravity ratios of buoyancy

3.2.2　浮力段长度

取浮力段长度 L 为 0 m、50 m、100 m、150 m、200 m 的管道进行数值模拟，其他计算参数同 2 节。管道在枕木-浮力耦合法触发下发生水平向整体屈曲时临界屈曲荷载及发生屈曲后的水平向位移、轴力和应力分布，如图 13 所示。

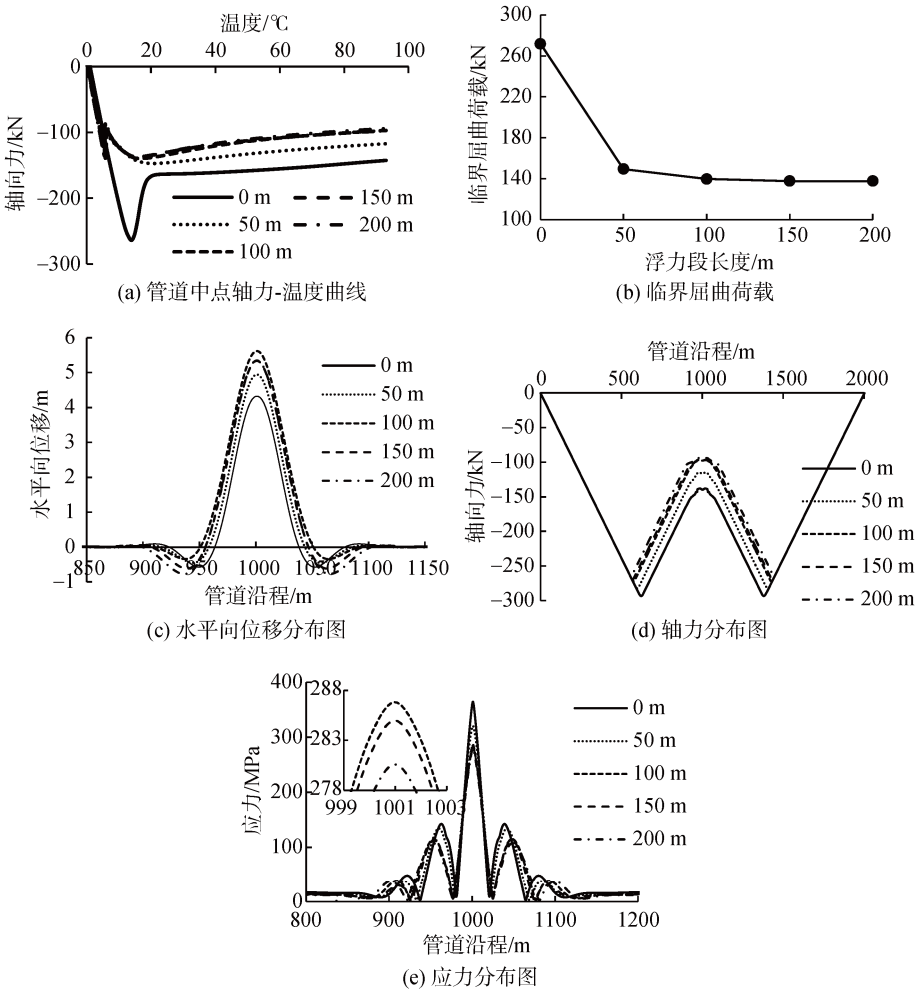


图 13　不同浮力段长度下管道发生整体屈曲结果

Fig. 13　Results of the global buckling of pipelines under different buoyancy lengths

如图 13(a)、(b)所示，随着浮力段长度增加，临界屈曲荷载呈现逐渐减小的趋势，且变化趋势逐渐减弱。这表明浮力段长度越大，管道越易在预设位置被触发产生整体屈曲。图 13(c)中，当浮力段长度从 0 增加到 100 m 时，管道的正向屈曲幅值不断增大，负向屈曲幅值不断减小，这是由于浮力段长度小于发生正向变形的管道长度，在这段区间内增加浮力段长度有助于管道正向变形的发生。当浮力段长度从 100 m 增加到 200 m 时，负向屈曲幅值增加，这是因为此时在施加浮力的范围内同时包含发生正向变形和负向变形的管道，在此区间增大浮力段长度，可促使管道负向变形的发生。当浮力段长度大于 200 m 时，由于继续增加浮力段长度超过了管道屈曲段的长度，对水平向位移影响较小。由图 13(d)可得，随着浮力段长度增加，管道轴力释放程度逐渐增大，虚拟锚固点之间的轴向力逐渐减小。如图 13(e)所示，浮力段长度增加，管道应力水平呈现减小趋势，且应力降低效果随浮力段长度增加而减弱。

因此，依照上述结果可知，浮力段长度变化对管道临界屈曲荷载及后屈曲相应有较大影响，且其影响随浮力段长度增加逐渐减弱。结合以上分析结果，建议浮力段长度取值为 100 m。

3.2.3　浮力段与枕木相对位置的影响

取浮力段至管道中点最短距离为 0 m、10 m、30 m、60 m、80 m、120 m 的管道进行数值模拟，其他计算参数同 2 节。管道在枕木-浮力耦合法触发下发生水平向整体屈曲时的临界屈曲荷载，发生屈曲后的水平向位移、轴力和应力分布，如图 14 所示。

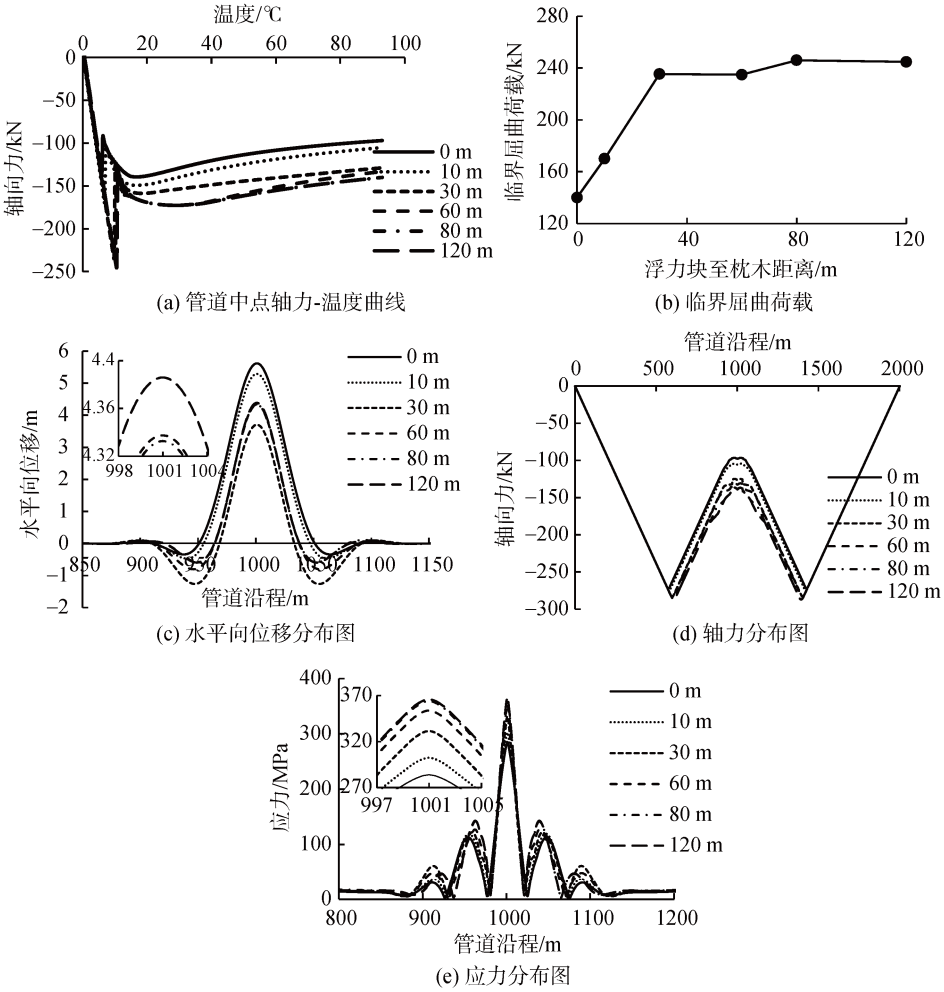


图 14　不同浮力段位置下管道发生整体屈曲结果图

Fig. 14　Results of the global buckling of the pipeline under different positions of buoyancy sections

由图 14(a)、(b)可知，随着浮力段至管道中点距离的增加，管道的临界屈曲荷载逐渐增加，管道发生水平向屈曲后的轴向力也呈增大趋势。图 14(c)中，浮力块距离从 0 m 增加至 30 m，正向屈曲幅值逐渐减小，这是由于此时浮力段的施加位置中管道既有发生正向变形部分也有发生负向变形部分，在此区间内增加浮力段至管道中点距离，导致施加在正向变形部分的浮力段长度减小、负向变形部分的浮力段长度增加，因而促使管道负向屈曲发展。当距离从 30 m 增加至 60 m 时，正向屈曲幅值有所增加，这是由于浮力段继续偏离管道中点时，浮力段施加部分发生正向变形的管道长度增加，从而促使了正向变形的发展。当距离从 60 m 增加至 120 m 时，此时管道的水平向位移几乎没有变化，这是由于浮力的施加位置超出了管道发生屈曲部分，因此继续增加距离对管道水平向位移影响较小。由图 14(d)和图 14(e)可知，随着浮力段至管道中点距离的增大，轴力释放程度逐渐减小，屈曲段管道的轴力和应力逐渐增加。因此，依据上述分析结果，建议浮力段至管道中点的最短距离在 0~10 m 间选取。

4　结论

本文验证了枕木法导致整体屈曲管道内出现应力集中的现象，对比了枕木法、分布浮力法和枕木-浮力耦合法对管道整体屈曲变形规律的影响，并采用数值模拟方法系统研究了枕木-浮力法对管道水平向整体屈曲和后屈曲的影响规律。得到以下结论:

(1) 增加枕木高度、降低管道-枕木间摩擦系数可有效降低管道发生整体屈曲的临界屈曲荷载，但无法解决屈曲段管道内的应力集中问题。

(2) 与枕木法和分布浮力法相比，枕木-浮力耦合法可以在有效地降低管道临界屈曲荷载的同时减

小管道屈曲段内的轴向力和最大应力，并可促使管道变形向正向变形发展具有更高的安全性。

(3) 在枕木-浮力耦合法中，降低管道-枕木间摩擦系数，增加浮力段长度、降低浮力段重力比以及缩小浮力段至管道变形段中点的距离均可有效降低管道的临界屈曲荷载，促使虚拟锚固点间轴力的释放，降低管道中的最大应力。

参考文献:

[1] Bruton D, Carr M, Crawford M, et al. The safe design of hot on-bottom pipelines with lateral buckling using the design guideline developed by the SAFEBUCK Joint Industry Project[C]//Proceedings of the Deep Offshore Technology Conference, Vitoria, Espirito Santo, Brazil. 2005: 1-26.

[2] Sinclair F, Carr M, Bruton D, et al. Design challenges and experience with controlled lateral buckle initiation methods[C]//ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. American Society of Mechanical Engineers, 2009: 319-330.

[3] 刘润，李成凤. 高温高压下海底管道水平向整体屈曲研究现状分析[J]. 天津大学学报(自然科学与工程技术版), 2020, 53(1): 1-16.
Liu Run, Li Chengfeng. A brief history of lateral buckling studies on submarine pipelines[J]. Journal of Tianjin University(Science and Technology), 2020, 53(1): 1-16.

[4] Harrison G, Harrison M, Bruton D. King flowlines-thermal expansion design and implementation[C]//Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2003, 15310: 1-11.

[5] Jayson D, Delaporte P, Albert J, et al. Greater Plutonio project–Subsea flowline design and performance[C]//Offshore Pipeline Technology Conference. 2008: 1-36.

[6] 施若苇. 海底管道热屈曲及管土相互作用研究[D]. 浙江大学, 2014.
Shi Ruowei. Global buckling of subsea pipelines and pipe-soil interaction[D]. Zhejiang University, 2014.

[7] 张宗峰. 海底管道在位稳定性研究[D]. 天津大学, 2015.
Zhang Zongfeng. Stability analysis of in-situ submarine pipeline[D]. Tianjin University, 2015.

[8] Wang Z, Tang Y, van der Heijden G H M. Analytical study of lateral thermal buckling for subsea pipelines with sleeper[J]. Thin-Walled Structures, 2018, 122: 17-29.

[9] Wang Z, van der Heijden G H M, Tang Y. Analytical study of third-mode lateral thermal buckling for unburied subsea pipelines with sleeper[J]. Engineering Structures, 2018, 168: 447-461.

[10] Silva-Junior H C, Cardoso C O, Carmignotto M A P, et al. Reduced model device of solutions to control thermal buckling effects in HP-HT subsea pipelines[C]//ASME 2008 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2008: 535-543.

[11] Bai Q, Qi X, Brunner M. Global buckle control with dual sleepers in HP/HT pipelines[C]//Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2009.

[12] Carneiro D, Gouveia J, Parrilha R, et al. Design of Small Diameter HT/HP Sour Service Reeled Rigid Pipelines[C]//paper no. IBP1377_09, Proceedings of the 7th Rio Pipeline Conference, Rio de Janeiro. 2009.

[13] Reddy N R. Lateral Buckling Behaviour of Snake-Lay Pipeline With Vertical Support at Crown[C]// Asme International Conference on Ocean. 2013.

[14] 刘羽霄. 高温/高压海底管道横向热屈曲机理及控制措施研究[D]. 大连理工大学, 2010.
Liu Yuxiao. Studies of HT/HP subsea pipelines on lateral buckling mechanism and controlling measurements[D]. Dalian University of Technology, 2010.

[15] Veritas D N. DNV-OS-F101 Submarine pipeline systems[J]. Noruega: DNV, 2010.

Study on sleeper-buoyancy coupling method for global buckling of submarine pipelines

LIU Run, LI Qing-xin, LI Cheng-feng, HAO Xin-tong
(State Key Laboratory of Hydraulic Engineering Simulation and Safety, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Received: Jun. 22, 2020
Key words: submarine pipeline; lateral global buckling; finite element analysis (FEA); sleeper–buoyancy coupling method

Abstract: Unburied subsea pipelines operating under high temperatures and high pressures are likely to exhibit lateral global buckling. In actual engineering applications, a global buckling trigger device is often installed on the pipeline route to achieve an effective control of the lateral buckling. In line with this, the sleeper method is the most common application. This study analyzes the main influencing factors of the sleeper method and verifies the occurrence of the stress concentration phenomenon of the pipe buckling section when the sleeper method is used. The effects of the sleeper method, distributed buoyancy method, and sleeper–buoyancy coupling method on global buckling are compared, and a numerical simulation method is used to systematically examine the effects of sleeper and buoyancy parameters on the lateral buckling and post-buckling of pipelines. Our results show that artificial trigger devices with buoyancy sections on both sides of the sleeper can trigger the global buckling of the pipeline and promote the release of axial force between the virtual anchor points of the pipeline, reducing the stress in the buckling section of the pipeline. Compared with the sleeper method, the sleeper–buoyancy coupling method can reduce the maximum stress in the pipeline by 23%.

(本文编辑: 康亦兼)